

Министерство образования и науки РФ

ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет  
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

УДК 669

УТВЕРЖДАЮ  
Проректор по науке  
\_\_\_\_\_ Кружаев В.В.  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2013

## ОТЧЕТ

### О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

В рамках выполнения п.1.2.2.3 Плана реализации мероприятий Программы развития  
УрФУ на 2013 год

ПО ТЕМЕ:

### **Разработка и исследование технологии восстановления насосно-компрессорных труб, отработавших эксплуатационный ресурс**

Зав.кафедрой

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Научный руководитель

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Исполнитель

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Екатеринбург 2013

## Реферат

1. ФИО автора (ов): Салихьянов Денис Ринатович, Богатов Александр Александрович  
Salikhyanov Denis, Bogatov Alexandr

2. Аннотация:

В настоящее время существует проблема преждевременного разрушения насосно-компрессорных труб (НКТ) в условиях нефтедобычи в РФ. Основными причинами являются различные типы коррозии. С целью восстановления труб, исчерпавших эксплуатационный ресурс, предложена технология лейнирования НКТ внутренней тонкостенной трубой из коррозионностойкой стали. Технология позволяет производить композиционные трубы с высокими эксплуатационными характеристиками. Технология была испытана в полевых условиях, результаты испытаний показали высокую эффективность технологии лейнирования для решения проблем коррозионного разрушения НКТ.

The problem of rapid failure of pump-compression tubes (PCT) exists under present conditions of oil production in the Russian Federation. Primary cause of this problem is different types of corrosion. To restore damaged tubes the technology using corrosion resistant steel inner pipe lining is offered. The technology allow to get composite tubes which have high servicing characteristics. The technology was tested under field conditions and the results of those tests showed high efficiency of the above lining method to solve the problem of PCT corrosion damage.

3. Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, коррозионное разрушение, технология лейнирования

Pump-compression tubes, corrosion damage, lining technology

4. Тема отчета: Разработка и исследование технологии восстановления насосно-компрессорных труб, отработавших эксплуатационный ресурс

Development and investigation restore technology of pump-compression tubes exhausted service life

## Содержание

Введение.....	4
1. Анализ коррозионного разрушения НКТ .....	5
2. Традиционная технология ремонта НКТ.....	8
3. Инновационные технологии восстановления эксплуатационного ресурса НКТ .....	10
4. Методика изучения процесса калибрования внутреннего канала НКТ БУ способом раздачи ....	12
5. Исследование процесса калибровки НКТ БУ .....	12
Заключение .....	19
Библиографический список.....	20

## Введение

В условиях добычи нефти в РФ, в особенности на месторождениях Западной Сибири, Поволжья, Коми, нефтедобывающее оборудование подвержено быстрой изнашиваемости. Причиной этому, является наличие в добываемой нефти высокоминерализованной воды с растворенными газами  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , деятельность сульфат-восстанавливающих бактерий (СВБ), что характерно для скважин на завершающей стадии освоения. Наиболее в тяжелые условия поставлена внутренняя поверхность насосно-компрессорных труб (НКТ) и нефтяных штанг (НШ). В зависимости от сочетания таких факторов, как содержание сероводорода  $\text{H}_2\text{S}$ , углекислого газа  $\text{CO}_2$  в добываемой нефти, степень обводненности нефти, активность СВБ, напряжения, возникающие в НКТ и НШ от собственного веса и нагрузки, температура, скорость потока, объем механических примесей может протекать общая коррозия (равномерное утонение стенки), язвенная коррозия (локальное образование язв, вплоть до образования сквозных отверстий), сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением. Как показывает практика, истощение эксплуатационного ресурса, вследствие язвенной коррозии составляет значительную долю.

## 1. Анализ коррозионного разрушения НКТ

По данным [1, 2] на декабрь 2011 года, эксплуатационный фонд скважин составляет 160 тыс., из них добывающих 137 тыс. Известно, что трубная промышленность России и поставки труб по импорту предоставляют нефтегазовому комплексу 430-450 тыс. т. НКТ, в том числе нефтяным компаниям 350 тыс. т. Из них на укомплектование вновь построенных скважин требуется 120-130 тыс. т., остальные 230 тыс. т. используются на замену изношенных. Долговечность НКТ в большой степени зависит от условий эксплуатации и неправильный выбор материала труб приводит к преждевременному выходу из строя НКТ.

В качестве материала труб наиболее часто используются марганцовистые стали (30Г2, 35Г2С и т. д.) и хромомолибденовые стали (30ХМА). Как показывает практика срок службы НКТ из марганцовистых сталей до выхода из строя по причине сквозной язвенной коррозии в отдельных случаях (на скважинах с высоким содержанием  $\text{CO}_2$ ) не превышает даже двух месяцев. В тех же условиях срок службы сталей типа 30ХМА до образования сквозных язвенных отверстий составляет порядка 4 месяца эксплуатации [3]. Исследования коррозионной поврежденности внутренней поверхности труб [3, 4, 5], позволили выявить следующие тенденции. Марганцовистые стали подвержены сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН) и углекислотной язвенной коррозии, хромомолибденовые стали (30ХМА, 26ХМФА) стойки к СКРН при содержании 1 % Cr, но склонны к язвенной коррозии. Нержавеющие стали (20Х13) обладают стойкостью к общей и язвенной коррозии в  $\text{CO}_2$  содержащих средах, однако подвержены СКРН в  $\text{H}_2\text{S}$  содержащих средах. Кроме того СКРН, как правило, наблюдается у углеродистых и низколегированных сталей с высокой прочностью ( $\sigma_B > 560$  МПа), причем чем выше прочность стали, тем она более склонна к СКРН. Выдвигаемые требования к трубам по коррозионной стойкости и механической прочности не позволяет найти рациональное решение, в связи с этим проблема повышения эксплуатационного ресурса НКТ требует решения и является одной из актуальных проблем металлургического производства.

Основными направлениями по решению проблемы добычи нефти в скважинах осложненными коррозией, применяемыми нефтедобывающими компаниями являются [6]

- 1) ингибирование коррозии путем подачи химического реагента на прием насоса и в затрубное пространство;
- 2) проведение внутрискважинный обработок методом периодической закачки химического реагента;
- 3) применение протекторов коррозии для защиты от электрохимической коррозии (жертвенные аноды);
- 4) внедрение НКТ из высоколегированных сталей в антикоррозионном исполнении;
- 5) нанесение специальных антикоррозионных покрытий на внутреннюю поверхность НКТ.

Следует отметить, что эти мероприятия требуют дополнительных затрат, что увеличивает себестоимость нефти. Трубы, в зависимости от характера износа, подвергаются ремонту, основными операциями которого являются отрезка поврежденного участка, очистка от асфальтосмолопарафинистых отложений, нарезание резьбы, навертка муфт, благодаря чему долговечность НКТ повышается.

При контакте добываемой нефтегазоводяной смеси со скважинным оборудованием возможно, как отмечалось ранее, проявление следующих видов коррозионного разрушения: общая (неравномерная) коррозия; локальная (местная) коррозия (рис. 2 - 5).

Общая (неравномерная) коррозия – это процесс, протекающий на всей или на какой-либо части поверхности металла скоростью 0,1–0,5 мм/год. Результатом общей (неравномерной) коррозии является сплошное разрушение поверхности металла или какой-либо части его поверхности, при этом глубина проникновения коррозии на одних участках может быть несколько больше, чем на других (рис. 3а). Значительно чаще поверхность металла подвергается локальной (местной) коррозии, характерной особенностью которой является высокая скорость растворения металла на отдельных участках, достигающая 1–10 мм/год. Результатом локальной (местной) коррозии является разрушение металла в глубину вплоть до появления сквозных отверстий, при этом соседние участки могут практически не затрагиваться коррозией (рис. 2)



Рис. 1. Типичный вид язв, образовавшихся на поверхности на внутренней поверхности НКТ в процессе эксплуатации на месторождениях ТПП «Усинскнефтегаз» [6]

Основными видами локальной (местной) коррозии скважинного оборудования являются:

- питтинговая (язвенная) коррозия;
- коррозия пятнами;
- коррозия в виде бороздок (канавок);
- коррозия в виде плато;
- мейза-коррозия;
- контактная коррозия;
- подпленочная коррозия;
- гальваническая коррозия.

Питтинговая (язвенная) коррозия характеризуется образованием язв (каверн), которые определяются как полости в металле, начиная с поверхности. В ряде случаев ее протекание приводит к полному разрушению стенки трубы и образованию в ней сквозных повреждений. По морфологии коррозионные язвы могут быть узкими глубокими,

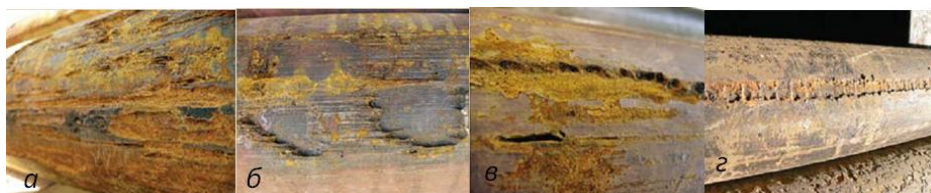
мелкими, широкими или эллиптической формы. Скорость язвенной коррозии можно определить по глубине образовавшихся повреждений, которые замеряются инструментально, и по времени работы оборудования. Скорость язвенной коррозии составляет до 3–10 мм/год. Внешний вид характерных язвенных повреждений представлен на рисунке 3б. Коррозия пятнами (рис. 3в) характеризуется образованием на поверхности металла повреждений в виде отдельных пятен, площадь которых значительно превышает глубину проникновения коррозии. Глубина повреждений при этом обычно составляет 0,5–1,0 мм, поэтому данный вид коррозии является менее опасной, чем другие виды локальной коррозии. Коррозия бороздками (канавками) характеризуется образованием на поверхности металла протяженных локальных повреждений в виде бороздок, представляющих собой небольшие углубления в металле, расположенных в продольном направлении (рис. 4а). для такого вида повреждений характерным является тот факт, что протяженность повреждения (2–5 м) значительно превышает его ширину (10–30 мм). борозды (канавки) могут быть одиночными или параллельно расположенными. Коррозия в виде борозд (канавок) локализуется преимущественно в местах повреждения (царапин) лакокрасочного или другого покрытия при проведении спуско-подъемных операций. Скорость коррозии может достигать 1–3 мм/год. Коррозия в виде плато характеризуется образованием на поверхности металла плоского углубления (плато) различной формы (круглое, овальное, рельефное) с характерными небольшими, но многочисленными язвенными повреждениями, расположенными на границе плато с неповрежденным металлом (рис. 4б). Скорость этого вида коррозии может достигать 1–3 мм/год [7]. Возможной причиной образования таких специфических повреждений может быть действие переменного тока при его утечках из кабельной линии и близком (менее 1 мм) расположении корпуса погружного электродвигателя (ПЭД) или корпуса электрического центробежного насоса (ЭЦН) относительно обсадной колонны. Мейза-коррозия (*mesa corrosion*) означает протекание коррозии с распространением ее очага как в глубину, так и по плоскости. Поверхность металла при этом приобретает характерный ступенчатый или ребристый вид, часто наблюдается развитие одной язвы в другой, т.е. «язвы в язве» (рис. 4 в).

Термин «мейза-коррозия» используют в англоязычной литературе для описания локальных повреждений металла в средах с высоким содержанием  $\text{CO}_2$ , при этом скорость коррозии может достигать 8–10 мм/год.



а) общая коррозия; б) питтинговая коррозия; в) коррозия пятнами

Рис. 2. Внешний вид деталей, пораженных различными видами коррозии [7].



а) коррозия бороздками; б) коррозия в виде плато; в) мейза-коррозия; г) контактная коррозия

Рис. 3. Внешний вид деталей, пораженных различными видами коррозии [7]

Контактная коррозия – это процесс, протекающий между двумя разнородными по электрохимическим характеристикам металлами, например между броней кабеля и корпусом ЭЦН или телом НКТ. Результатом процесса могут быть локальные коррозионные повреждения как корпуса ЭЦН в виде язв, расположенных цепочкой, или язв (рис. 4, г), слитых воедино, так и брони кабеля [7].

## 2. Традиционная технология ремонта НКТ

Одним из способов увеличения срока эксплуатации НКТ являются технологии ремонта насосно-компрессорных труб, поэтому они представляют большой интерес для нефтедобывающих компаний. Многочисленными исследованиями установлено, что при эксплуатации НКТ преобладающей причиной отбраковки является локальный механизм протекания коррозии при незначительной общей коррозии. Как показывает практика эксплуатации нефтедобывающего оборудования (рис. 1), преобладающим видом разрушения являются язвенная коррозия, т. е. образование язв на внутренней поверхности НКТ. Существующим стандартом на эксплуатацию НКТ установлена максимальная глубина дефектов – 25% от номинальной толщины стенки, при достижении которой трубы необходимо выводить из эксплуатации.

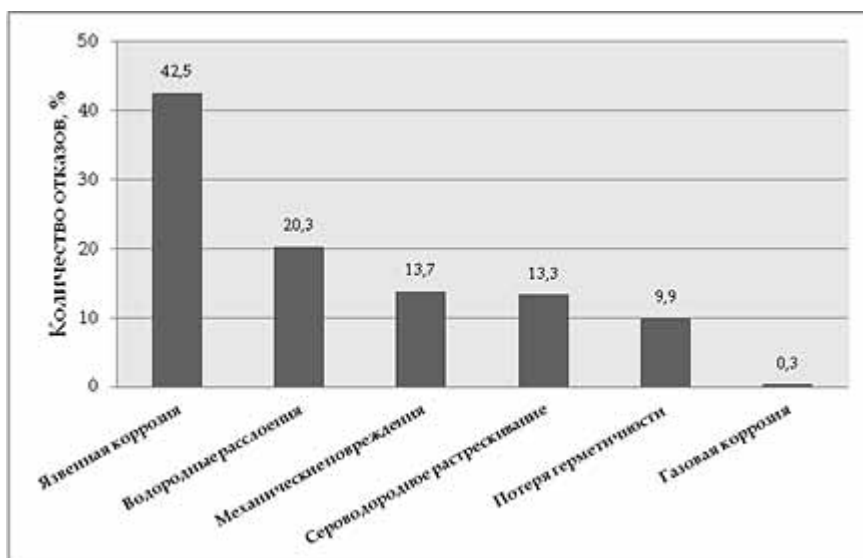


Рис. 4. Отказы нефтедобывающего оборудования за 1974 – 1998 [1]



Трубы, с недопустимой глубиной дефектов поступают в ремонтный цех, в котором осуществляют следующие основные операции:

- Приемка труб и сопроводительной документации;
- Мойка НКТ в воде при температуре 65-80о С, насыщенной моющими средствами;
- Сортировка труб по типоразмерам (D x S x L) и качеству-пригодные или не пригодные для ремонта по существующей технологии;
- Шаблонирование концевых участков труб;
- Отворачивание муфт;
- Проверка состояния резьбы ниппельного и муфтового концов НКТ;
- Неразрушающий контроль НКТ;
- Обрезка концов;
- Нарезание резьбы, контроль качества резьбы;
- Наворачивание новых муфт НКТ;
- Гидравлическое испытание;
- Шаблонирование труб по всей длине;
- Замер длин и маркировка труб;
- Консервация и упаковка;
- Складирование и отгрузка труб потребителю.

В операции дефектоскопии труб устанавливается длина забракованного участка. Ремонт осуществляют в том случае, если длина готовой трубы будет не менее 5м. После проведения подготовительных операций проводят отрезку дефектных участков, нарезание новой резьбы, навертку муфт и финишные операции. При всей простоте организации ремонта НКТ, имеется один существенный недостаток технологии – практически не исправляется качество внутренней поверхности НКТ. После ремонта на внутренней поверхности НКТ остаются язвы, каверны, углубления, изъязвления и прочие дефекты. В совокупности с высоким показателем шероховатости  $Ra = 40 - 50$  мкм, отремонтированные НКТ обладают низким эксплуатационным ресурсом по сравнению с новыми НКТ. Со временем эксплуатации скважины, агрессивность добываемых веществ возрастает и срок эксплуатации снижается и отремонтированные трубы, подвергнутые новым дефектам вновь направляются на ремонт. В связи с переходом большинства скважин на завершающую стадию, затраты, связанные с ремонтом НКТ возрастают и снижается их эффективность. В целях сохранения металлофонда и повышения эксплуатационных характеристик НКТ требуются новые инновационные способы восстановления НКТ и повышения их эксплуатационных характеристик.

### **3. Инновационные технологии восстановления эксплуатационного ресурса НКТ**

Мировая практика показывает высокую эффективность применения биметаллических и композиционных труб взамен труб, исполненных в монометаллическом варианте. За счет использования двух разнородных материалов удастся удовлетворить всем выдвигаемым требованиям, тогда как при применении монометаллических труб это крайне затруднительно. Применительно к нефтедобывающей отрасли использование биметаллических труб позволяет использовать углеродистую сталь, имеющей невысокое сопротивление коррозионному разрушению, в качестве основы, а дорогостоящую коррозионностойкую сталь в качестве внутреннего плакирующего слоя. В результате срок эксплуатации многократно увеличивается при незначительном увеличении стоимости труб.

Однако, до сих пор, остаются неразработанными технологии изготовления композиционных труб, использующих в качестве исходного сырья трубы, исчерпавшие первоначальный эксплуатационный ресурс. Это связано с технологическими особенностями и проблемами, связанными с качеством изношенных труб.

В работе рассматривается технология восстановления НКТ типоразмера 73х5,5, способом лейнирования, в результате которого, получается композиционная труба с высокими эксплуатационными характеристиками. Лейнированием называется технология совместной раздачи НКТ и внутренней вставки – лейнера, выполненного из тонкостенной электросварной трубы, со слоем герметика между ними. Особая роль герметика заключается в заполнении дефектов, язв и прочих несплошностей на внутренней поверхности НКТ, исключении контакта НКТ и лейнера, надежном сцеплении оболочек, а также в полном исключении протекания коррозионных процессов на внутренней поверхности НКТ, начавшихся на первом этапе эксплуатации.

Проведенными расчетами на прочность установлено, что максимально допустимая глубина дефектов НКТ, направляемых на лейнирование, может быть увеличена до 65 % от номинальной толщины стенки. Для типоразмера 73х5,5 максимальная глубина дефектов увеличивается с 1,9 до 3,4 мм.

При разработке технологии в первую очередь учитывались диапазон разброса значений внутреннего и наружного диаметров. Требования стандартов на насосно-компрессорные трубы (ГОСТ Р 52203-2004, ТУ 14-161-150-94, ТУ 14-161-179-97, API 5СТ) допускают отклонения размеров НКТ от номинального значения 73х5,5 по внутреннему диаметру от 60,4 до 64,2 мм [8]. Требования стандартов (ГОСТ 11068-81) на сварную трубу (лейнер) допускает отклонения размеров по наружному диаметру от 56,43 до 57,57 для номинального размера 57х1,5 [9]. При сборке лейнера и НКТ БУ зазор между наружной поверхностью лейнера и внутренней поверхностью трубы составит 2 – 3 мм. Нетрудно вычислить, что зазор между лейнером и НКТ БУ будет изменяться в пределах 2,83 – 3,87 мм, а деформация лейнера при раздаче от 7 % до 14 %. Из условия технологического испытания на раздачу (по ГОСТ 8694 - 75), предельная степень деформации лейнера при раздаче не должна превышать 10% (для каждой марки стали свое значение). Техническое решение проблемы возможно за счет разбиения НКТ БУ на

несколько групп, для каждой из которых применяется свой типоразмер лейнера и диаметр оправки.

Предварительная калибровка является эффективным техническим решением. Применение калибровки облегчает организацию производства лейнированных труб, т.к. исключается необходимость сортировки заготовки на партии в зависимости от внутреннего диаметра НКТ БУ, применения лейнеров и оправок различного диаметра. С целью оценки эффективности предварительного калибрования способом раздачи было проведено компьютерное моделирование с помощью программного пакета Deform – 2D/3D. Основным показателем эффективности предварительного калибрования является показатель точности внутреннего канала НКТ БУ до и после раздачи - коэффициент вариации  $\frac{S}{\bar{d}_{вн}}$ , где  $\bar{d}_{вн}$  – среднее значение внутреннего диаметра,  $S$  – среднееквадратическое отклонение  $d_{вн}$ , которое рассчитывается по формуле  $s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (d_{вн} - \bar{d}_{вн})^2}$ . На рис. 5 представлена схема процесса предварительного калибрования.

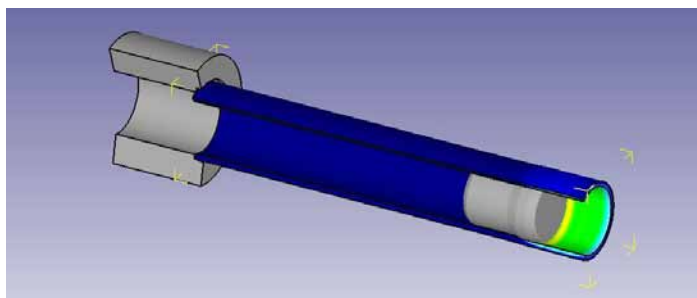


Рис. 5. Схема процесса калибрования по внутреннему диаметру

Показателем точности был принят коэффициент вариации  $S/(\bar{d}_{вн})$ , который был рассчитан для рассматриваемых вариантов труб до калибровки и после калибровки. Как показывает результат расчета, точность размеров внутреннего канала НКТ в результате калибрования был увеличен в 2,6 раза.

Технологический процесс включает в себя следующие основные этапы. НКТ, исчерпавшие первоначальный эксплуатационный ресурс, имеющие дефекты, глубиной более 25 – 30 % от номинальной толщины стенки, подвергаются входному контролю, на котором определяется длина и глубина дефектных участков, характер дефектов, размеры труб, кривизна и т. д. Трубы прошедшие входной контроль, подвергаются очистке от АСПО, механической зачистке внутренней поверхности НКТ. После чего партия НКТ, поступившая на ремонт, разбиваются на несколько групп, в зависимости от размеров внутреннего диаметра, каждая из которых раздается оправкой с определенным размером внутреннего диаметра. Затем осуществляется сборка составной трубы: на внутреннюю поверхность НКТ наносится равномерным слоем герметик, далее внутрь НКТ вводится лейнер, не нарушая целостности слоя герметика. Для каждой группы НКТ подобран свой типоразмер лейнера, удовлетворяющий условию необходимого зазора на сторону и обеспечивающий наименьшую предельную степень деформации. Раздача проводится на волочильном стане, таким образом, что исключается возможность вытеснения лейнера из

сборной трубы. Волоочильный стан настроен таким образом, чтобы обеспечить соосность НКТ, лайнера и оправки за все время раздачи.

После операции раздачи, лейнированная НКТ подвергается нагреву до 150 °С для полимеризации герметика. Температуры эксплуатации отвержденного герметика находятся в диапазоне от -60 °С до 200 °С. Большое значение на качество лейнированных композитных труб оказывает смазка внутренней поверхности перед раздачей лайнера, обеспечивающей чистоту поверхности ( $R_a = 0,5 \dots 0,6$  мкм) и уменьшение асфальтосмолопарафинистых отложений, коррозионную активность при эксплуатации.

#### **4. Методика изучения процесса калибрования внутреннего канала НКТ БУ способом раздачи**

Исследование проводилось с помощью программного пакета Deform – 2D/3D. Расчет процесса в пакете проходит по принципу конечно – элементного моделирования, т.е. тело исследуемой модели разбивается на совокупность дискретных элементов (тетраэдров). В процессе деформации элементы тела взаимодействуют между собой, таким образом, что их совокупность в любой момент времени представляет картину напряженно – деформированного состояния тела. Чем меньше размер отдельно взятого элемента, тем точнее результаты моделирования, однако увеличение количества дискретных элементов существенно увеличивают время расчета на ПК. Пакет Deform – 2D/3D позволяет учитывать все необходимые факторы: прочностные и упругие свойства материала, температуру, скорость и степень деформации, геометрию заготовки и инструмента, коэффициент трения на контактной поверхности трубы и оправки. Моделирование в среде Deform – 2D/3D состоит из следующих основных этапов:

- Разработка твердотельной модели заготовки и оснастки, импорт в программу;
- Позиционирование оснастки и заготовки;
- Выбор материала заготовки, определение прочностных и упругих свойств материала;
- Задание граничных свойств (определение коэффициента трения);

#### **5. Исследование процесса калибровки НКТ БУ**

Т. к. трубы, поступающие в ремонтный цех из различных НГДУ отличаются, прежде всего, размерами, то было проведено четыре численных моделирования с НКТ с максимально возможной степенью деформации (т. е.  $d_{\text{вн.НКТ}} = \min$ ) при минимальной и максимальной толщине стенки и с НКТ с минимально возможной степенью деформации ( $d_{\text{вн.НКТ}}$  меньше  $d_{\text{опр}}$  на 0,1 мм) при минимальной и максимальной толщине стенки (табл. 1)

Таблица 1

Размеры НКТ для разных вариантов численного эксперимента

№ Варианта	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расчетная степень деформации, %
1	60,15	6,8	3,9
2	60,15	4,6	3,9
3	62,4	6,8	0,16
4	62,4	4,6	0,16

В качестве материала НКТ была выбрана сталь AISI – 1045 (аналог - сталь 45), показатель сил трения  $\psi = 0,05$ , скорость перемещения инструмента – 2 мм/сек, длина НКТ = 400 мм. Схема эксперимента представлена на рис. 6. Чертеж оправки приведен на рис. 7.

По результатам эксперимента оценивались такие параметры формоизменения, как относительное увеличение диаметра  $\Delta d_{\text{вн}}/d_{\text{вн}0}$ , относительное утонение стенки НКТ  $\Delta S/S_0$ , относительное укорочение длины НКТ  $\Delta L/L_0$ . Оценивались также силовые параметры процесса раздачи и их изменение в зависимости от размеров трубы.

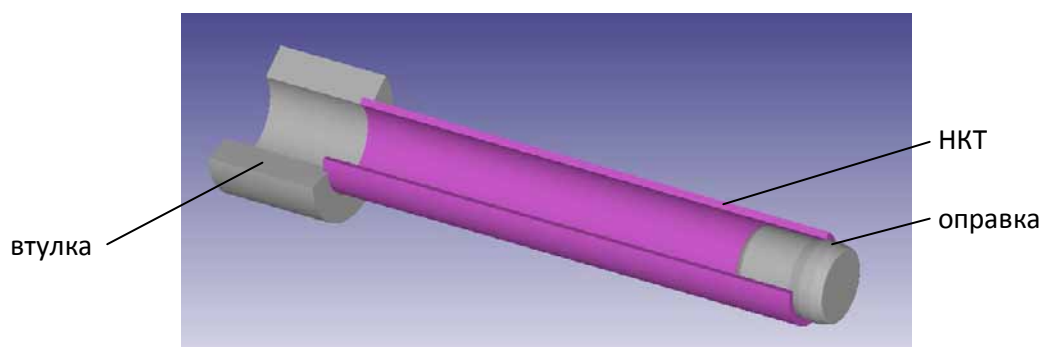


Рис. 6. Схема деформации

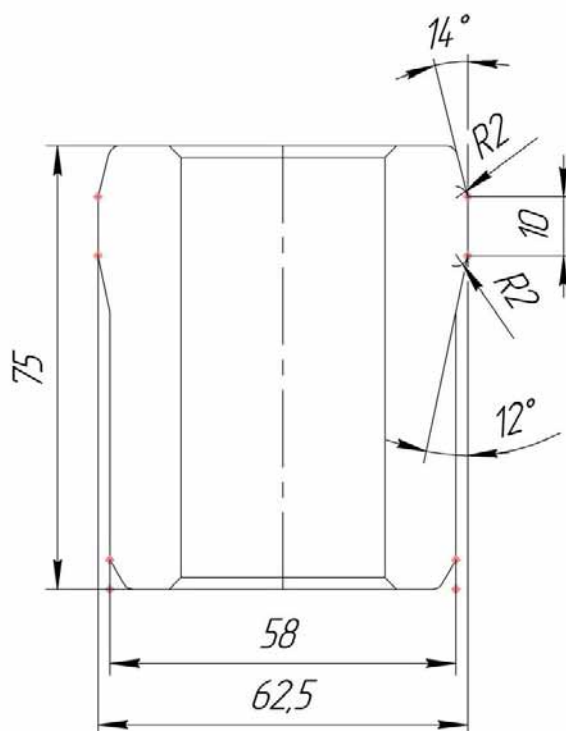
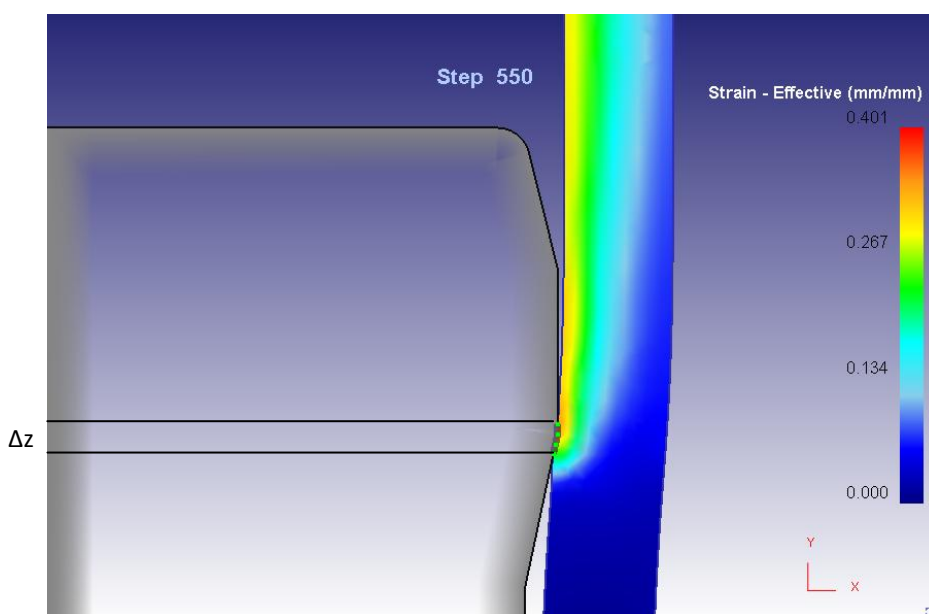


Рис. 7. Чертеж оправки для раздачи

#### ***Характеристика очага деформации***

Для принятой схемы деформации и разработанного варианта оправки, представленного на рис. 6, очаг деформации характеризуется малой величиной степени деформации и большой неравномерностью степени деформации сдвига по толщине стенки, как показано на рис. 8 и рис. 9: внутренний слой деформируется пластически, тогда как у наружного слоя металл находится в упругом или упруго-пластическом состоянии. Длина очага деформации имеет малую протяженность, для варианта 1 длина составляет 1,95 мм. Для процесса раздачи трубы с малыми обжатиями характерно наличие внеочаговой деформации. Из рис. 3 и 4 видно, что НКТ, деформируясь на коническом участке оправки, раздается на величину внутреннего диаметра большую, чем диаметр рабочей части оправки. Это может привести к снижению точности размеров трубы после калибрования. Графическое представление процесса раздачи поэтапно приведено в приложении 1.



$\Delta z$  – длина геометрического очага деформации.

Рис. 8. Очаг деформации при раздаче НКТ. Деформированное состояние

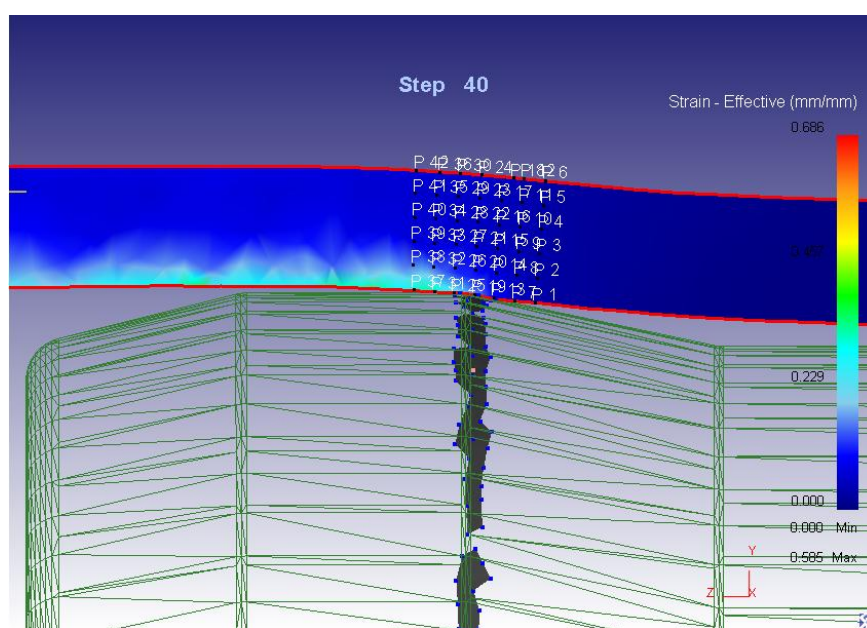


Рис. 9. Протяженность контакта оправки с НКТ

Поэтому основным результатом исследования следует считать разработку методики исследования точности внутреннего диаметра труб после ее раздачи оправкой и упругой разгрузки по окончании процесса, а также оценка его эффективности. Эффективность процесса калибрования оценивается значениями внутреннего диаметра при различных условиях калибрования трубы (табл. 1), а также значением коэффициента вариации  $\frac{S}{\overline{d_{\text{вн}}}}$ , где  $\overline{d_{\text{вн}}}$  – среднее значение внутреннего диаметра,  $S$  – среднеквадратическое

отклонение  $d_{\text{вн}}$ , которое рассчитывается по формуле  $s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (\Lambda_i - \bar{\Lambda})^2}$ ). Результаты измерения приведены в табл. 2. В табл. 3 – результаты расчета показателя точности калибрования внутреннего диаметра НКТ БУ.

Таблица 2

Значения внутренних диаметров после калибровки

№ варианта	Внутренний диаметр после калибровки $d_{\text{вн}}$ , мм
1	63,21
2	63,37
3	62,4
4	62,4

Таблица 3

Показатели точности калибрования внутреннего диаметра

Показатели	До калибрования	После калибрования
$d_{\text{вн min}}$ , мм	60,15	62,4
$d_{\text{вн max}}$ , мм	62,4	63,37
Диапазон разброса значений, мм	2,25	0,97
Среднее значение внутреннего диаметра $\bar{d}_{\text{вн}}$ , мм	61,28	62,85
Среднеквадратическое отклонение $S$ , мм	1,3	0,52
Коэффициент вариации $\frac{S}{\bar{d}_{\text{вн}}}$ , %	2,12	0,82

Из таблицы 3 следует, что диапазон варьирования значений внутреннего диаметра после калибровки уменьшился с 2,25 мм до 0,97 мм. Показателем точности был принят коэффициент вариации  $\frac{S}{\bar{d}_{\text{вн}}}$ , который был рассчитан для принятых вариантов труб до калибровки и после калибровки. Как показывает результат расчета, точность размеров внутреннего канала НКТ в результате калибрования был увеличен в 2,6 раза.

Показатели формоизменения, силовые параметры процесса, длина очага деформации сведена в общей таблице 4.



Таблица 4

## Результаты численного моделирования

Параметр	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Параметры формоизменения				
Конечный внутренний диаметр, мм	63,21	63,37	62,4	62,4
Конечный наружный диаметр, мм	76,54	72,39	76	71,61
Относительное увеличение диаметра $\Delta d_{\text{вн}}/d_{\text{вн0}}$ , %	5,0773	5,35	0	0
Относительное утонение стенки НКТ $\Delta S/S_0$ , %	2,022	1,9	0	0,16
Относительное укорочение длины НКТ $\Delta L/L_0$ , %	1,59	2,28	-0,01	-0,01
Силовые параметры процесса				
Максимальная сила раздачи, кН	138	81	10,3	4,36
Параметры очага деформации				
Длина очага деформации $\Delta z$ , мм	1,9518	1,0262	9,69	9,73

Результаты испытаний позволили выявить особенности калибрования способом раздачи. Особенностью схемы напряженно-деформированного состояния, для принятой схемы калибрования раздачей, является очень небольшая протяженность геометрического очага деформации (1 – 2 мм) и, соответственно, небольшая площадь контакта оправки с внутренней поверхностью НКТ, особенно у НКТ БУ с внутренним диаметром близким к минимальному. При калибровании труб, имеющих значение внутреннего диаметра близкого к диаметру рабочей части оправки, происходит практически полное прилегание внутренней поверхности НКТ БУ к рабочей части оправки. Как показало моделирование, при калибровании НКТ будет происходить износ в первую очередь конической части оправки. Второй особенностью является большая неравномерность степени деформации по толщине стенки НКТ и наличие внеочаговой деформации. Неравномерность деформации увеличивается с увеличением толщины стенки НКТ. На практике это означает нестабильность значений внутреннего диаметра НКТ после калибровки. Как показало моделирование, при калибровании происходит раздача внутреннего диаметра на чуть большую величину, чем диаметр рабочей части оправки, из-за «врезания» оправки в НКТ БУ, поэтому НКТ в процессе калибровки контактирует с, лишь, небольшим участком входной конической части. На некотором расстоянии от очага деформации происходит небольшая усадка трубы, вследствие упругого разгрузки.

## Заключение

Предварительная калибровка является эффективным техническим решением. Применение калибровки облегчает организацию производства лейнированных труб, т.к. исключается необходимость сортировки заготовки на партии в зависимости от внутреннего диаметра НКТ БУ, применения лейнеров и оправок различного диаметра. Целью работы является компьютерное моделирование процесса предварительной калибровки (раздачи) НКТ БУ по внутреннему диаметру, исследование формоизменения и точности калиброванных НКТ БУ.

Исследование служебных свойств лейнированных НКТ показало, что лейнированные трубы будут обладать повышенной коррозионной стойкостью по сравнению с бесшовными НКТ на основании следующих показателей:

- снижение содержания в химсоставе стали вредных примесей серы, фосфора, азота существенно уменьшает количество неметаллических включений (оксидов, сульфидов и т.п.), что повышает сопротивляемость стали коррозионным процессам;
- внутренняя поверхность лейнированной НКТ имеет шероховатость Ra 0,5-0,6, а бесшовной НКТ Ra 40-50, что больше, чем у лейнированной трубы в 8 раз;
- пластичность металла лейнера, определяемая относительным удлинением, нормой испытания на раздачу и сплющивание, в два-три раза превышают аналогичные показатели металла бесшовных НКТ, что увеличивает их ремонтпригодность, надежность и долговечность эксплуатации насосно-компрессорных колонн;
- НКТ и лейнер, изготовленные из различных марок стали, разделены герметиком, что предотвращает развитие электрохимической коррозии;
- коррозионные процессы начинаются заново, на внутренней поверхности лейнера и максимально допустимая глубина дефектов увеличивается почти в 1,8 раза.

### Библиографический список

1. Гофаров Н. А., Гончаров А. А., Кушнарченко В. М. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2001. 239 с.
2. Нефтегазовая вертикаль, № 3, 2012, статистика.
3. Особенности коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб при эксплуатации в средах с повышенным содержанием углекислого газа. С. А. Князькин, А. В. Иоффе, М. А. Выбойщик, А. О. Зырянов // Металловедение и термическая обработка металлов, 2012, № 10, с. 10-14.
4. Иоффе А. В., Тетюева Т. В., Выбойщик М. А. и др. Коррозионно-механическое разрушение насосно-компрессорных труб из углеродистых и легированных сталей при эксплуатации в средах, содержащих сероводород // МиТОМ, 2012, № 10, с. 4 – 9.
5. Шидгер М. А., Ашогин Ф. Ф., Ефимов Е. А. Коррозия и защита металлов. М.: Металлургия, 1981, с. 358.
6. Сафонов В. Н., Ким С. К. Эксплуатация осложненного коррозией фонда скважин в ООО «Лукойл-Коми» // Инженерная практика, № 1, 2012, с.50 – 59.
7. Ивановский В. Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее // Инженерная практика, № 3, 2011, с. 18-25.
8. ГОСТ Р 52203-2004. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия.
9. ГОСТ 11068-81. Трубы электросварные из коррозионно-стойкой стали. Технические условия.